

## Efectos del polvo en el desempeño de un arreglo fotovoltaico instalado en un clima costero

## Effects of dust on the performance of a photovoltaic array installed in a coastal climate

DIBENE-ARRIOLA, Luis†\*, PAREDES-VÁZQUEZ, César y MESSINA-LÓPEZ, Víctor

ID 1<sup>er</sup> Autor: *Luis, Dibene-Arriola*

ID 1<sup>er</sup> Coautor: *César, Paredes-Vázquez*

ID 2<sup>do</sup> Coautor: *Víctor, Messina-López*

DOI: 10.35429/JEE.2020.13.4.14.20

Recibido Julio 20, 2020; Aceptado Diciembre 30, 2020

### Resumen

Entre los diversos factores que afectan la energía producida por un módulo fotovoltaico se encuentra el polvo. Se puede recuperar la eficiencia de dicho panel, si se realizan actividades de limpieza, ya sea de forma manual, automática o naturalmente. Este trabajo investiga el efecto que tuvo el polvo acumulado en un arreglo fotovoltaico de 3 kWp instalado en un edificio en Nuevo Vallarta, Nayarit, México. Se usaron 3 piranómetros, un inversor y un Web Box para adquisición de datos y se construyó un cuadro resumen que contiene datos de producción de energía suministrada al edificio por la planta e insolación recibida, que permite determinar la eficiencia de dicha planta fotovoltaica día a día y sin limpieza de esta. Luego se limpiaron los paneles y se observó el cambio en la eficiencia, la cual se mantuvo hasta mediados de mayo del 2016. En ese período se volvieron a limpiar los paneles y se encontró que la eficiencia se incrementaba de 10.58% a 11.70%. Por lo anterior, se concluye que la suciedad en este lugar afecta la eficiencia de los paneles en 10.59% relativo a la eficiencia original y debe ser tomada muy en cuenta para los cálculos y el mantenimiento.

### Polvo, eficiencia, fotovoltaico

### Abstract

Among the various factors that affect the energy produced by a photovoltaic module is dust. You can retrieve the efficiency of the panel, if cleaning activities, either manually, automatically, or naturally made. This paper investigates the effect it had accumulated in a 3 kWp photovoltaic array installed in a building in Nuevo Vallarta, Nayarit, Mexico dust. 3 pyranometers, an inverter and a Web Box for data acquisition was used and a summary table containing data of energy production supplied to the building by the plant and insolation received, which determines the efficiency of this photovoltaic plant daily built without cleaning it. The panels were then cleaned, and change was observed in efficiency, which lasted until mid-May 2016. During that period, they returned to clean the panels and found that the efficiency was increased from 10.58% to 11.70%. Therefore, it is concluded that the dirt in this place affects the efficiency of the panels at 10.59% relative to the original efficiency and should be considered for the calculation and maintenance.

### Dust, efficiency, photovoltaic

**Citación:** DIBENE-ARRIOLA, Luis, PAREDES-VÁZQUEZ, César y MESSINA-LÓPEZ, Víctor. Efectos del polvo en el desempeño de un arreglo fotovoltaico instalado en un clima costero. Revista de Ingeniería Eléctrica. 2020. 4-13:14-20.

\*Correspondencia al Autor (Correo Electrónico: ldibene@utbb.edu.mx)

† Investigador contribuyendo como primer autor.

## Introducción

La potencia de salida de un módulo fotovoltaico depende, entre otros, de los materiales del módulo y de la cantidad de luz solar que incide sobre la superficie del panel, la cual varía día a día y de una región geográfica a otra y es producto de muchas variables. También se ve afectada por la temperatura del módulo, pérdidas por el cableado, y por condiciones ambientales como altos niveles de polvo atmosférico. Cada variable puede contribuir con una pérdida en la eficiencia que puede dar como resultado una dramática reducción en el rendimiento general del panel fotovoltaico (Ali Al Shehri, 2016). El rendimiento fotovoltaico se puede recuperar a su máxima capacidad por la limpieza de las instalaciones; ya sea realizada de forma manual, automática o naturalmente por las lluvias (Julius Tanesab, 2015). El polvo es un término general para cualquier partícula menor de 500  $\mu\text{m}$  de diámetro y puede incluir polen de vegetación, células animales, arena, arcilla o piedra caliza erosionada. El tamaño y cantidad de las partículas, los componentes y su forma pueden variar de acuerdo con cada región del mundo. Estos factores se basan en la geografía, el clima y la urbanización de una región. Entre las características importantes del polvo están el tamaño, la distribución y la composición. Las condiciones ambientales importantes que afectan a estas características son, entre otras; la humedad, la variación en la dirección y la velocidad del viento y las variaciones estacionales. Cuando las partículas se depositan sobre los módulos fotovoltaicos, interfieren con la calidad de la iluminación incidente, atenuándola y dispersándola. El grado en el cual las partículas interfieren depende de su constitución, la densidad y distribución.

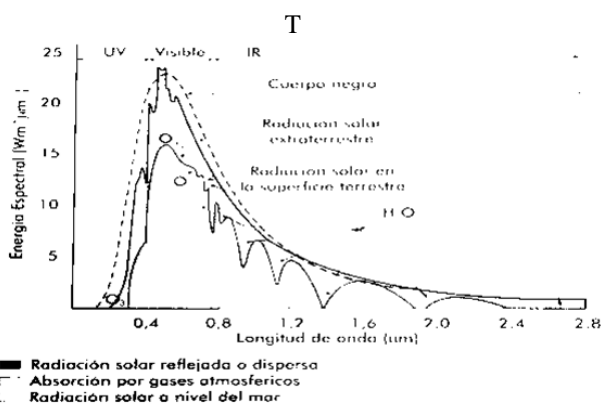
Existen estudios que han mostrado grandes variaciones del rendimiento de un lugar a otro como una función del tiempo de exposición. En Kuwait se encontró una reducción del 17% en la producción de energía de módulos fotovoltaicos debido a la acumulación de arena de más de seis días. También se han evaluado los efectos de la acumulación de polvo por más de un año en un colector solar térmico de placa plana y un panel fotovoltaico que comparte el edificio. Durante este período, se reportó una tasa de reducción de potencia 7% por mes para los módulos fotovoltaicos (Basant Raj Paudyal, 2016).

Cuando se instala un arreglo fotovoltaico, generalmente, el usuario debe hacerse cargo del mantenimiento preventivo para: 1). Mantener la instalación en un estado óptimo de conservación y funcionamiento similar al correspondiente a la puesta en marcha de dicha instalación. 2). Detectar a tiempo posibles anomalías o defectos que influyan negativamente en el rendimiento general de la instalación fotovoltaica y en su prestación de servicio. En la práctica, la presencia del usuario en instalaciones fotovoltaicas atendidas, es algo muy recomendable, para que conozca su instalación y pueda determinar la necesidad y periodicidad más conveniente de las tareas de mantenimiento. Cuando inspeccione deberá advertir al técnico ante cualquier indicio de degradación o alteración como rajaduras, oxidación, etc. El usuario debería hacer una inspección general del arreglo fotovoltaico de manera periódica para evitar el sombreado no previsto de los paneles debido a variaciones en la vegetación circundante, la colocación de objetos próximos, la acumulación prolongada y permanente de objetos y depósitos de suciedad en la superficie de los módulos por sus efectos análogos a los del sombreado.

La limpieza se debe realizar de forma manual, utilizando agua y productos no abrasivos, sin emplear estropajos que puedan dañar la superficie de los módulos. (Asociación de la industria fotovoltaica, 2010). Por otro lado, (Maza, 2013) recomienda hacer una inspección general 1 ó 2 veces al año para asegurarse que las conexiones estén bien ajustadas y libres de corrosión, y en la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles. Las pérdidas producidas por la suciedad llegan a ser de un 5% si se realiza una limpieza con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos) después de muchos días sin llover, una lluvia de fango o una nevada. En este estudio, se concluye que el polvo depositado en los paneles fotovoltaicos en Nuevo Vallarta, Nayarit, afecta la eficiencia de los paneles en 12.51% relativo a la eficiencia original y debe ser tomado muy en cuenta para los cálculos y el mantenimiento.

## Fundamentos

La radiación que llega del sol a la tierra es la fuente principal de energía para la generación de los fenómenos en la atmósfera, en los océanos y, en general, para la vida en la tierra. (Juan Carlos Vega de Kuyper, 2015). La radiación que es importante para aplicaciones de energía solar es la emitida por el sol dentro de las regiones de ultravioleta, visible e infrarrojo, es decir entre 0.15 y 3  $\mu\text{m}$  (150 y 3000 nm). La figura 1 muestra una curva estándar de la radiación solar extraterrestre promedio (1366.1  $\text{W}/\text{m}^2$ ) y su posición en el espectro de radiación electromagnética. (Maza, 2013).



**Gráfico 1** Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre promedio (1366.1  $\text{W}/\text{m}^2$ ) a una distancia promedio tierra-sol

Fuente: (Maza, 2013)

La atmósfera es casi totalmente transparente a la radiación visible y a la infrarroja solar, pudiendo pasar gran parte del espectro solar en estas bandas directamente a la superficie terrestre, excepto cuando la atmósfera está parcial o totalmente cubierta de nubes o por cualquier otro constituyente que impida el paso de la luz. Conforme el espectro total de radiación solar (ultravioleta, UV, visible e infrarrojo, IR) penetra la atmósfera, se va modificando, de tal manera que gran parte de la radiación UV e IR son absorbidas, mientras que principalmente es la radiación visible la que llega a la superficie terrestre. El albedo de la tierra, es decir su brillo o capacidad de reflejar la energía es alrededor de un 30%, es decir, es devuelta al espacio por la reflexión de la tierra. El 70% de la energía restante es absorbida. En un día nublado se absorbe un porcentaje mucho más alto de energía, especialmente en la zona del infrarrojo.

En la radiación total que llega a la superficie terrestre, o radiación global, para su aprovechamiento energético, se distinguen dos componentes: radiación directa y radiación difusa. La componente directa es aquella que proviene del disco solar, atenuada en parte por la atmósfera. La componente difusa es la que llega a un plano horizontal, en todas las direcciones excepto la que corresponde al ángulo sólido subtendido por el disco solar.

Está integrada por la radiación desviada por las moléculas y partículas en suspensión y por la reflejada debido a la interacción entre la radiación directa y las nubes. (Pilar Pereda Suquet, 2009). Cuando la atmósfera está limpia y despejada, la radiación en una superficie de 1  $\text{m}^2$  perpendicular al sol, registra un valor de 1000  $\text{W}/\text{m}^2$ . (Maza, 2013).

La energía que proporciona el sol es la fuente de energía más limpia, inagotable y gratuita que se puede obtener en el planeta y por tanto debe de buscarse la manera de aprovecharla al máximo. (Rizo, 2014). No obstante, las políticas públicas de los gobiernos a nivel mundial no cambian en ningún sentido; se espera que el consumo energético mundial se incremente en 50% en el periodo entre 2005 y 2030, donde el petróleo y otros combustibles líquidos o sólidos seguirán siendo la principal fuente de energía mundial. Usar fuentes renovables de energía es muy atractivo desde distintos puntos de vista, sobre todo en los países con intenciones de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. (Zubicaray, 2012). Una de ellas es la Energía Solar Fotovoltaica.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar (Óscar Perpiñán Lamigueiro, 2012). El dispositivo básico de generación de electricidad fotovoltaica se denomina célula fotovoltaica, cuyo agrupamiento e interconexión formando una estructura compacta, manejable y resistente se denomina módulo o panel fotovoltaicos. Cuando se unen varios paneles fotovoltaicos en conexión ya sea serie o paralelo se le denomina arreglo o sistema fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos a su vez se pueden clasificar en aislados o interconectados a la red. (Asociación de la industria fotovoltaica, 2010). Los sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos no disponen de conexión alguna con la red eléctrica externa y se conforman por generador fotovoltaico, baterías y regulador de carga. (Aparicio, 2010) En los interconectados a red, su energía generada se vierte a la red eléctrica externa. La cantidad de energía solar aprovechable por un panel fotovoltaico depende, entre otros: de la tecnología del panel; es decir si es monocristalino, policristalino, etcétera. También de la orientación e inclinación del panel, de la ubicación; de tal forma que no reciba sombras durante el día, de la localización geográfica, la época del año, las condiciones meteorológicas y el grado de suciedad del panel. (Asociación de la industria fotovoltaica, 2010). Es este último factor el de interés en este artículo.

## Desarrollo

El procedimiento seguido para determinar el factor de suciedad en un arreglo fotovoltaico de paneles de silicio policristalino fue el siguiente: Entre mayo y julio de 2015 se instalaron en la azotea del Laboratorio de Ingenierías de la Universidad Tecnológica de Bahía de Banderas (UTBB): 3 piranómetros Kipp&Zonnen CMP3 para medir las irradiaciones global horizontal, difusa horizontal y global inclinada a 20°; también se instaló un arreglo o planta fotovoltaica de 3 kWp, un inversor Sunny boy de 3 kW y un WebBox para adquisición de datos. Con la información generada por todos esos equipos, se construyó un cuadro resumen que contiene datos de producción de energía suministrada al edificio por la planta e insolación recibida que permite determinar la eficiencia de dicha planta fotovoltaica día a día y sin limpieza de la misma.

A principios de marzo del 2016 se limpiaron los paneles con el chorro de agua y una esponja, durante la noche, cuando no había luz solar. Se observó al siguiente día un cambio en la eficiencia, la cual mejoró y se mantuvo así y prácticamente constante hasta fines de mayo del mismo año, cuando empezó la temporada de lluvias para este lugar.

Los datos de los paneles y del inversor se muestran en las tablas 1 y 2; en la tabla 3 los correspondientes a los piranómetros. Asimismo, en las figuras 1 y 2 se pueden ver los paneles y los piranómetros. También se muestran en la tabla 5 los valores de radiación incidente promedio mensual para superficies inclinadas apuntando al ecuador, ofrecidos por la NASA (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, 2014) para la ubicación latitud 20.4° de Latitud y -105.28° de Longitud, que corresponden a la ubicación de esta Planta Fotovoltaica instalada en la azotea del Laboratorio de Ingenierías de la UTBB (PFV UTBB).

Módulo fotovoltaico marca Solartec		
Modelo	S60PC-250	
Tipo de celda	Policristalina	
Número de celdas	60	
Condiciones de medición	SCT	NOCT
Voltaje a circuito abierto (Voc)	36.30	36.24
Voltaje óptimo de operación (Vmpp)	30.60	30.54
Corriente a corto circuito (Isc)	8.71	6.98
Corriente óptima de operación (Impp)	8.17	6.55
Potencia máxima (W) = W pico	250	200
Eficiencia del módulo (%)	15.39	
Temperatura de operación	-40 a 90 °C	
Dimensiones y peso	1650x992x40 mm	23 kg
Área total de 12 paneles	19.64 m <sup>2</sup>	
Carga máxima	2400 Pa	
Rendimiento garantizado	Año 1 mayor que 97.5%	

**Tabla 1** Datos de los paneles fotovoltaicos

Fuente: Tomado de los propios equipos

Inversor marca SMA	
Modelo	Sunny Boy 3000 US, 240 VAC
Potencia máxima recomendada PV (SCT)	3750 W
Potencia máxima DC (NOCT)	3200 W
Voltaje máximo DC	500 V
Voltaje nominal DC	250 V
Rango de voltaje MPP	200 – 400 V
Voltaje mínimo de arranque	200 / 228 V
Potencia nominal de salida	3000 W
Potencia aparente máxima	3000 VA
Rango de voltaje AC	211 – 264 V
Rango de frecuencia de la red AC	59.3 – 60.5 Hz
Máxima corriente de salida	13 A
Factor de potencia	1
Fases de conexión	2
Eficiencia máxima	96.5 %

**Tabla 2** Datos del inversor

Piranómetro Marca	Kipp&Zonnen
Modelo	CMP3
Clasificación ISO 9060:1990	Segunda clase
Rango espectral	300 a 2800 nm
Sensibilidad	5 a 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Rango de salida prevista (0 a 1500 $\text{W}/\text{m}^2$ )	0 a 30 mV
Tiempo de respuesta (63% y 95%)	6s y 18s
Campo de visión	180°
Tipo de detector	Termopila
Aplicaciones recomendadas	Estaciones meteorológicas

**Tabla 3** Datos de los piranómetros. Tomado del manual para el piranómetro CMP3

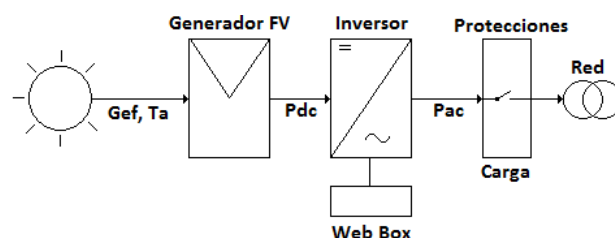


**Figura 1** La planta fotovoltaica y los piranómetros

Mes	Radiación ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ )	
	0°	20°
Ene	4.57	5.62
Feb	5.64	6.56
Mar	6.76	7.26
Abr	7.29	7.21
May	7.67	7.05
Jun	7.06	7.10
Jul	6.37	6.33
Ago	5.88	5.69
Sep	5.27	5.41
Oct	5.41	6.05
Nov	4.98	6.09
Dic	4.22	5.23
Prom	5.93	6.30

**Tabla 4** Valores de radiación incidente promedio mensual para superficies inclinadas

El sistema fotovoltaico de 3 kWp que se instaló en la azotea del laboratorio de ingenierías de la UTBB es un sistema interconectado a la red (SFVCR), fijo, con los 12 paneles en serie con 367 VDC, dentro del rango óptimo de entrada de voltaje del inversor, el cual de acuerdo con la figura 3, tiene la siguiente secuencia:



**Figura 2** Esquema del sistema fotovoltaico interconectado a la red en el laboratorio de ingenierías de la UTBB

De acuerdo con (Óscar Perpiñán Lamigueiro, 2012), se utilizó el siguiente procedimiento para calcular la producción de este SFVCR, utilizando en primera instancia Insolaciones mensuales del sitio (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, 2014) con inclinación 20° al sur, para cada periodo medido (Febrero, Marzo, Abril y Mayo) y de esa manera compararla contra la producción real para cada día y mes:

- Se debe determinar la “insolación efectiva incidente” en el plano del generador, o sea que es el resultado de tener en cuenta la inclinación y orientación del generador, las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio y reflexión por incidencia no perpendicular.
- La temperatura ambiente a que está sometido el generador fotovoltaico.
- El impacto de sombras sobre el generador. En este caso, no se tiene este problema.
- El comportamiento eléctrico de generador fotovoltaico.
- La curva de eficiencia del inversor y su ventana de búsqueda del valor óptimo.
- La eficiencia del resto de componentes del sistema, principalmente cableado y transformador de BT/MT.

La insolación efectiva incidente del punto 1 anterior, no fue necesario calcularla, ya que se cuenta con un piranómetro CMP3 inclinado 20° hacia el sur que mide directamente la irradiancia y se determinó en base a sus lecturas la insolación día a día para esa inclinación y que corresponde a la columna “insolación Global medida recibida a 20° de inclinación” de las tablas 4 a 7.

Con relación a los efectos de los puntos 2 a 6 anteriores, se considera la tabla 6, que incluye todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico:

Factor de pérdidas	Valor (%)
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2 - 4
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5 - 8
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8 - 12
Efecto Joule en los cables	2 - 3
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2 - 3
Disponibilidad del sistema	0.5 - 1

**Tabla 5** Valores recomendados para determinar el factor de pérdida PR en un SFVCR  
Fuente: (Óscar Perpiñán Lamigueiro, 2012)

Una vez determinados estos factores, la energía producida por un SFVCR se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_p = P_g * H * (1 - PR) (1 - FS) / 1000 \quad (1)$$

Dónde:

$E_p$  Es la energía producida por el SFVCR

$P_g$  Es la potencia nominal del generador FV ( $12 * 250 W_p = 3000 W_p$ )

$H$  Es la insolación efectiva a 20° de inclinación, para cada día, valor dado por la NASA si es teórico.

$PR$  Son las pérdidas en el sistema (Si consideramos los valores mínimos,  $PR = 22.5\%$ )

$FS$  Es el factor de sombra (en este caso no hay sombras;  $FS = 0$ ).

**Resultados**

La tabla 6 muestra el comportamiento promedio de la planta entre el 25 de febrero y el 7 de marzo, cuando los paneles estaban sucios y sin mantenimiento desde su instalación en julio del 2015 hasta febrero del 2016. Por otro lado, la tabla 7 muestra cómo se comportó la planta una vez que se limpiaron los paneles con agua y una esponja.

La tabla 8 muestra el comportamiento de este SFVCR utilizando el procedimiento de cálculo planteado en este trabajo y utilizando los datos de la planta y la NASA para este lugar, con los paneles sucios y para el periodo del 25 de febrero al 7 de marzo del 2016. Asimismo, la tabla 9, muestra el comportamiento, pero para el periodo del 8 de marzo al 31 de mayo del 2016.

FECHA: Del 25 de febrero al 7 de Marzo del 2016.	Producción de energía medida y entregada por la planta al edificio (kWh)	Insolación Global medida recibida a 20° de inclinación (kWh/m²)	Insolación Global Inclined recibida por la planta (kWh)	Eficiencia respecto a la Insolación Global a 20° de inclinación (%)	ps= paneles sucios, pl= paneles limpios.
Promedio	14.37	6.92	135.98	10.51	ps

**Tabla 6** Comportamiento promedio de la planta del 25 de febrero al 7 de marzo del 2016 con los paneles sucios. Fuente Planta FV 3kWp y Piranómetros CMP3 en la UTBB.

FECHA: Del 8 marzo al 31 de mayo del 2016.	Producción de energía medida y entregada por la planta al edificio (kWh)	Insolación Global medida recibida a 20° de inclinación (kWh/m²)	Insolación Global Inclined recibida por la planta (kWh)	Eficiencia respecto a la Insolación Global a 20° de inclinación (%)	ps= paneles sucios, pl= paneles limpios.
Promedio	14.80	6.52	128.82	11.70	pl

**Tabla 7** Comportamiento promedio de la planta del 8 de marzo al 31 de mayo del 2016 con los paneles limpios. Fuente Planta FV 3kWp y Piranómetros CMP3 en la UTBB

Descripción	Promedio
Producción de energía medida y entregada por la planta al edificio (Kw-h)	14.37
Producción teórica de la planta para el periodo medido de acuerdo con NASA (kW-h)	16.50
Eficiencia de la planta respecto a la NASA para el periodo medido (%)	87.11
Insolación Global medida recibida a 20° de inclinación (kW-h/m²)	6.92
Insolación Global Inclined recibida por la planta (kW-h)	135.98
Eficiencia respecto a la Insolación Global a 20° (%)	10.58
Insolación promedio de la NASA a 20° para el periodo medido en esta zona (kW-h/m2 día)	7.10

**Tabla 8** Comportamiento del SFVCR con los paneles sucios

Descripción	Promedio
Producción de energía medida y entregada por la planta al edificio (Kw-h)	14.80
Producción teórica de la planta para el periodo medido de acuerdo con NASA (kW-h)	16.93
Eficiencia de la planta respecto a la NASA para el periodo medido (%)	88.68
insolación Global medida recibida a 20° de inclinación (kW-h/m <sup>2</sup> )	6.52
Insolación Global Inclinada recibida por la planta (kW-h)	128.82
Eficiencia respecto a la Insolación Global a 20° (%)	11.70
Insolación promedio de la NASA a 20° para el período medido en esta zona (kW-h/m <sup>2</sup> día)	7.28

**Tabla 9** Comportamiento del SFVCR con los paneles limpios

## Conclusiones

En las tablas 6 a 9 se observa como el comportamiento real de la planta mejora con la limpieza de los paneles y la eficiencia de la planta también lo hace. La producción de energía medida y entregada al Laboratorio de Ingenierías de la UTBB aumentó de 14.37 kWh a 14.80 kWh de un periodo al otro, no obstante que la insolación promedio disminuyó de 6.92 kWh/m<sup>2</sup> a 6.52 kWh/m<sup>2</sup>. Esto es porque la eficiencia de la planta respecto a la insolación recibida por ella aumentó de 10.58% cuando los paneles estaban sucios, a 11.70% una vez limpiados y explica el comportamiento de la producción de energía. La eficiencia real al comparar ambos periodos aumentó entonces de 10.58% a 11.70% entre el periodo en que los paneles estaban sucios y el periodo en el que se mantuvieron limpios. Eso representa un 1.12% de mejora en la eficiencia total, pero representa un 10.59% de mejora respecto a la eficiencia original. Es importante hacer notar que los paneles solo se limpiaron una vez, la noche del 7 de marzo y con eso fue suficiente para mejorar y mantener dicha mejora en la eficiencia por dos meses, hasta que se presentó el periodo de lluvias, que a mantenido los paneles limpios hasta la fecha.

## Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a la Universidad Tecnológica de Bahía de banderas por las facilidades otorgadas para la realización del presente trabajo y a los integrantes del cuerpo académico de Innovación y Aplicación Tecnológica, por los comentarios y sugerencias que permitieron la mejora del artículo.

## Referencias

Ali Al Shehri, B. P. (2016). Impact of dust deposition and brush-based dry cleaning on glass. *Solar Energy, journal homepage: www.elsevier.com/locate/solener*, 8.

Aparicio, M. P. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. Barcelona: Marcombo.

Asociación de la industria fotovoltaica. (2010). *Sistemas de Energía Fotovoltaica Manual del Instalador*. Sevilla, España: PROGENSA.

Basant Raj Paudyal, S. R. (2016). Dust accumulation effects on efficiency of solar PV modules for off grid. *Solar Energy, journal homepage: www.elsevier.com/locate/solener*, 8. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. (26 de noviembre de 2014). *Surface meteorology and Solar Energy - NASA*. Recuperado el 01 de junio de 2016, de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

Juan Carlos Vega de Kuyper, S. R. (2015). *Fuentes de energía, renovables y no renovables. Aplicaciones*. México, D. F.: Alfaomega.

Julius Tanesab, D. P. (2015). The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone. *Solar Energy, journal homepage: www.elsevier.com/locate/solener*, 11.

Maza, M. Á. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica* (Segunda ed.). México: LIMUSA.

Óscar Perpiñán Lamigueiro, A. C. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. España: PROGENSA.

Pilar Pereda Suquet, A. P. (2009). *Proyecto y Cálculo de Instalaciones Solares Térmicas*. Madrid, España: Ediciones de arquitectura.

Rizo, J. F. (2014). *Energías Renovables, la única solución*. México, DF: De La Salle ediciones.

Zubicaray, M. V. (2012). *Energías eléctricas y renovables* (Cuarta ed.). México, D.F.: LIMUSA.